

# OPTIMIZACIÓN EN EL DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE CRUDO PESADO O NO CONVENCIONAL EN EL NOR-OESTE PERUANO

Autores:

Mario Chávez Cerna

César Montes Adrianzén

chavezm@petro-tech.com.pe cmontesc@us.skenergy.com

## RESUMEN

El Nor-Oeste Peruano produce 32 M barriles diarios de crudo convencional con gravedades que varían de 28.2° a 42.4° API, y con reservas probadas a la fecha de 199 MMBO (PeruPetro, 2007).

Considerando la producción actual, sin el hallazgo de nuevas reservas y de mantenerse la tendencia de incremento en el requerimiento de crudo para los próximos años, se calcula que las reservas estimadas se agotarían aproximadamente dentro de 10 años. Sin embargo, recientes hallazgos de crudo pesado o crudo no convencional en campos costa-afuera, abre nuevas expectativas en lo que respecta a exploración por crudo pesado, y métodos de extracción y continuidad en la explotación de estos hidrocarburos.

Por definición, se denomina crudo pesado no convencional a aquél petróleo de gravedad menor a 18° API, que no fluye fácilmente en el reservorio debido a su alta viscosidad (50 a 10,000 cp) y que puede requerir de tecnologías que puedan mejorar su movilidad (Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 2007)

Haber encontrado crudo no convencional en la parte costa afuera de la Cuenca Talara es clave para la exploración de más crudo de este tipo costa adentro y que pueda ser producido, transportado y mejorado para su uso final.

## INTRODUCCION

En el mundo existen muchos barriles de petróleo líquido entrampado en rocas sedimentarias. Este petróleo, ya sea superligero, ligero, mediano, pesado o extra-pesado, es producido tomando en cuenta las evaluaciones económicas que consideran su extracción, almacenamiento temporal, transporte, almacenamiento final, y usos.

Debido a las bajas densidades y viscosidades de los petróleos súper-ligero, ligero y mediano, la producción de estos crudos se hace más viable económicamente que la del petróleo pesado, y definitivamente mucho más viable que la del petróleo extra-pesado.

Sin embargo, es necesario tomar en consideración, que las reservas de crudo superligero, ligero, mediano, irán disminuyendo en el transcurso de los próximos 10 años, y que se hará necesaria la explotación del crudo Pesado y Extra-pesado ya descubierto.

El Nor-Oeste del Perú es una zona productora de crudo súper-ligero, ligero y mediano con reservas de 199 MMBO. De no encontrarse nuevas reservas de estos tipos de crudo, el paso siguiente será la explotación de reservas de crudo pesado y extra-pesado, si económicamente es factible, en áreas donde ya se ha encontrado este tipo de hidrocarburos (Fig. 1).

En el año 2004 el pozo RC1-2XD ubicado en el área de Chira, a 10 kilómetros al sur oeste del campo Portachuelo probó petróleo de gravedad 5° API del Grupo Amotape, de edad Paleozoico, lo cual, de acuerdo a nuestra interpretación se debería a que la falla paralela a la línea de costa que separa el reservorio Portachuelo con el de Chira no es "sello", permitiendo que el crudo se degrade (Fig. 1). También probó petróleo de 12.5° API de la Formación Muerto Pananga. Es este hallazgo la razón del presente trabajo, el cual es promover y hacer comercial el descubrimiento de este tipo de "petróleo pesado".

Estos hidrocarburos de gravedades de 5° y 12.5° API tienen viscosidades mayores a 2,500 cp que los hacen por ahora de difícil explotación por su relativa baja movilidad dentro del reservorio y dentro de las tuberías de producción, pero que a futuro es el hidrocarburo que podría convertirse en el primer crudo pesado del Nor-Oeste Peruano a ser explotado comercialmente.

## ESTRATIGRAFIA

La secuencia estratigráfica del Paleozoico (Grupo Amotape) comprende rocas marinas depositadas en la parte occidental del Geosinclinal Andino, que varían en edad desde el Devónico- Mississippiano y Pensilvaniano, las cuales son parcialmente afectadas por la intrusión ígnea de edad post Mississippiana y pre Pensilvaniana generando las cuarcitas, pizarras y esquistos en sus diferentes grados de metamorfización (Ochoa A. A. 1983) (Fig. 2)

El **Grupo Amotape** está constituido por las formaciones **Cerro Negro** y **Chaleco de Paño**, las cuales son afectadas por intrusión de granito. Luego tenemos la formación **Cerro Prieto** que presenta un débil metamorfismo, y finalmente la formación **Palau** con un metamorfismo incipiente.

**Formación Cerro Negro;** Inicialmente fueron rocas marinas de poca profundidad de agua con predominancia de corrientes de turbidez, que se conservan como ondulitas y flute cast, que debido al metamorfismo de contacto del intrusivo ígneo actualmente encontramos como esquistos micáceos, cuarcitas oscuras y pizarras negras.

**Formación Chaleco de Paño;** Compuesta por lutitas, limolitas y areniscas depositadas en un ambiente tranquilo y de aguas no muy profundas, con presencia de restos de plantas y abundancia de rasgos de turbiditas. Actualmente encontramos rocas metamórficas tales como cuarcitas de color gris verdoso a oscuro, pizarras argiláceas verde olivo.

**Formación Cerro Prieto;** Sedimentos de ambientes marinos regularmente profundos a someros con predominancia de turbidez. Actualmente se encuentran como cuarcitas y calizas fracturadas, rellenadas en parte por calcita y venas de cuarzo, así como argilitas, pizarras y filitas. Estudios petrográficos indican que las rocas de la formación Cerro Prieto han sufrido solo una diagénesis por efecto de compresión porque la re-cristalización de la calcita no dio origen a nuevos minerales de metamorfismo.

**Formación Palau;** Secuencia de calizas lenticulares en la base, areniscas y conglomerados lenticulares en la parte media y predominio de lutitas hacia el tope. El carácter litológico y la presencia de fósiles en buen estado de conservación indican que el ambiente sedimentario fue de origen marino no muy profundo, con efecto de corrientes de turbidez.

Por las observaciones de campo se puede ver que el metamorfismo de estas rocas es casi imperceptible, ya sea por sus características litológicas como por la no deformación de los fósiles que contiene. Luego del Paleozoico, tenemos sedimentos Mesozoicos, correspondientes al Cretáceo Medio y Superior, que incluyen las edades Albiano, Campaniano y Maestrichtiano, a las cuales corresponden las siguientes formaciones:

**Formación Pananga;** Hacia la base está formada por conglomerados muy duros de cuarzo y cuarcita, con cemento calcáreo. La parte superior está constituida por caliza bituminosa oscura, bien bandeada, y caliza gris claro, masiva y muy dura.

Esta formación representa la fase transgresiva basal de los sedimentos Cretáceos en el área.

**Formación Muerto;** Esta formada por calizas bituminosas gris oscura a negro, de capas delgadas a laminada, ligeramente carbonáceas.

Se depositaron en aguas profundas, con alto contenido orgánico, el cual es descompuesto por bacterias anaeróbicas.

## CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL RESERVORIO PALEOZOICO

En este reservorio, la litología no determina la producción debido a que es un reservorio naturalmente fracturado (porosidad secundaria) (Fig. 3). Sin embargo, la fragilidad de las rocas cuarcíticas es mayor que la de las arcillosas y calcáreas, por que tiene mayor intensidad de fracturas, esperándose una mejor respuesta de producción de hidrocarburo, pero se han dado casos donde la

producción se obtiene de secciones de argilitas fracturadas (Ejemplo los pozos 5366 y SP1-6D en los campos de Portachuelo y San Pedro costa afuera respectivamente.)

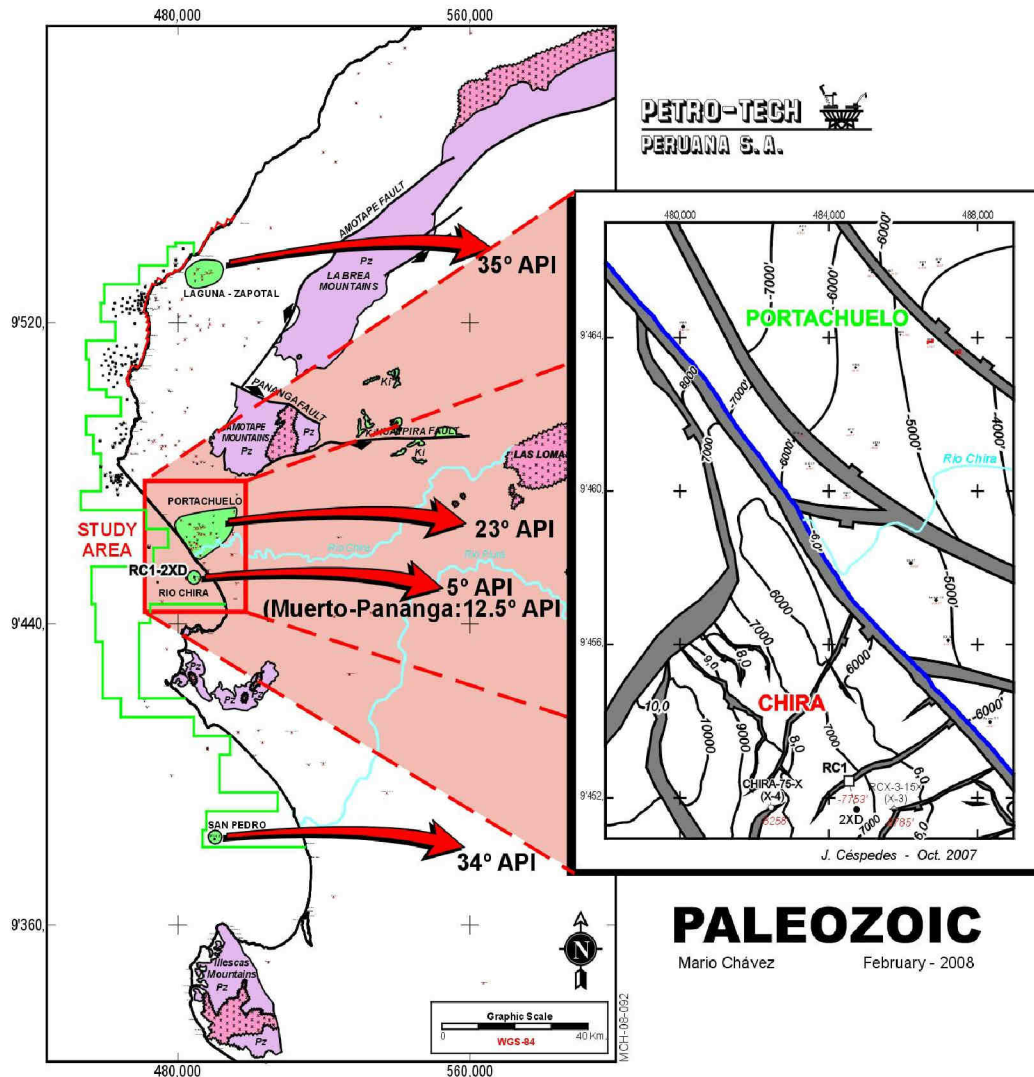


Figura 1: Campos productores del Paleozoico en el Nor-Oeste y variación en la Gravedad específica

### SISTEMA PETROLERO DEL PALEOZOICO

Según los estudios geoquímicos, los hidrocarburos existentes en la Cuenca Talara se han generado en “cocinas” ubicadas en el extremo Occidental de las áreas Siches, Malacas, Lagunitos y Paita, de rocas con alto contenido orgánico del Campaniano- Maestriciano, (Formación Redondo), y parcialmente del Aptiano- Albiano, (Formación Muerto) (125 MA), los cuales migraron al extremo oriental de la Cuenca Talara durante el Oligo- Mioceno (15 a 20 MA) a través de los Sistemas de fallas transtensionales que sirvieron de “path way”, y se entramparon en las areniscas y sistemas fracturados del Terciario, Cretáceo y Paleozoico (E. Gonzales, 2005)

### CRUDO EXTRA-PESADO EN EL GRUPO AMOTAPE

El intervalo probado del Grupo Amotape en el pozo RC1-2XD fue de 8,350’ a 9,038’ MD (Fig. 2). El fluido recuperado fue de trazas de crudo extra-pesado con gravedades de 4° a 5° API.

### CRUDO PESADO EN LA FORMACIÓN MUERTO PANANGA

El intervalo probado de la formación Muerto Pananga fue de 7,925’ a 8,260’ MD (Fig. 2). La formación Muerto Pananga fue probada en el intervalo 8,256’-7,928’. Se recuperó 46 Barriles de

petróleo Pesado de 12.5° API. En esta oportunidad, la formación Muerto Pananga fue aislada temporalmente para evaluar a futuro su apropiada forma a ser producida.

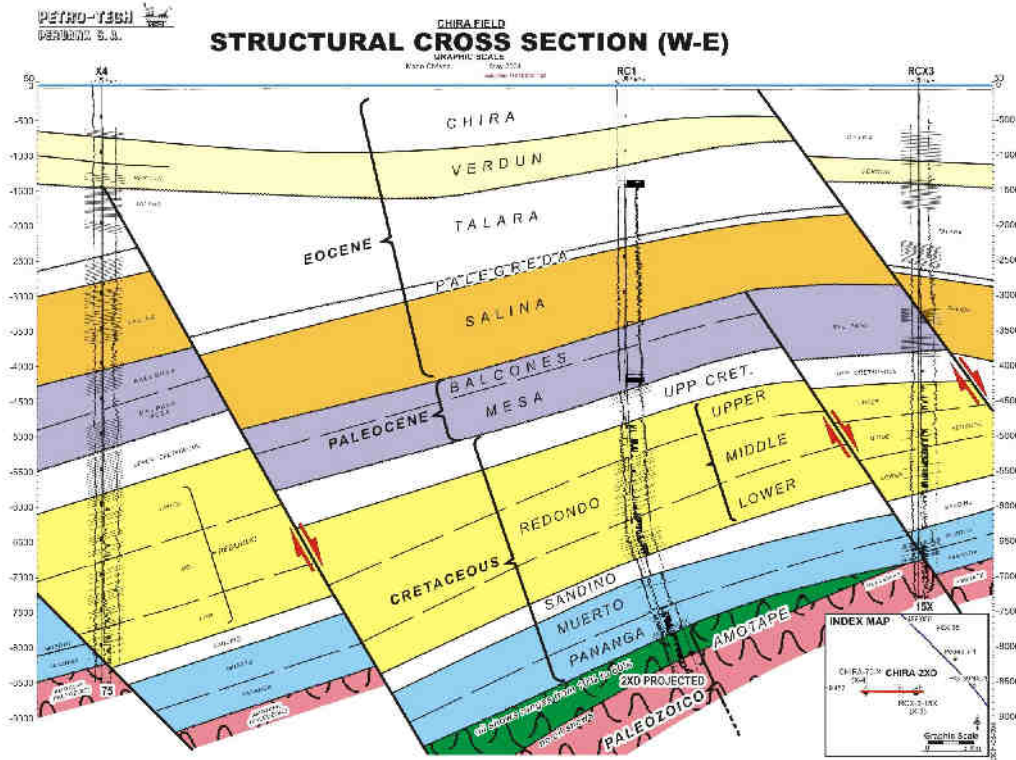


Figura 2: Sección estructural Oeste- Este mostrando el pozo RC1-2XD

### PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO

La siguiente tabla compara resultados de crudos obtenidos en Amotape y Muerto- Pananga:

TABLA: PROPIEDADES DE LOS CRUDOS		
Edad	Paleozoico	Cretáceo
Reservorio	AMOTAPE	MUERTO - PANANGA
Profundidad	8350' – 9038' MD	7925' – 8260' MD
Gravedad API	4 a 5°	12.5°
Viscosidad	NA	2665 cp a 3074 cp @ 122° F
% Corte de agua	---	27.4
Promedio Iones cloruros	---	3150 mgr/lit (3119 ppm)
Resistividad Agua de formación	---	1.3 ohm-m @ 70° F
Presión	3750 psig @ 7813' VD	3457 psig @ 7495' VD
Gradiente de presión	0.48 psi/pie	0.4612 psi/pie

### CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CRUDO EN CAMPO CHIRA COSTA AFUERA

De acuerdo a las clasificaciones dadas por el Instituto Americano de Petróleo (API = American Petroleum Institute), el crudo de 4° a 5° API del Grupo Amotape está considerado como extra-pesado. El crudo de 12.5° API de la formación Muerto Pananga, está considerado como crudo Pesado. Otras fuentes como JPT Online, Setiembre 2003, clasifican estos crudos por su densidad como extra-pesados y por su viscosidad como crudos de viscosidad muerta que aquí llamaremos crudo extra-viscoso.

## COMO PRODUCIR EL CRUDO DEL GRUPO AMOTAPE Y DE LA FORMACIÓN MUERTO PANANGA EN CHIRA

La mejor manera de extraer un crudo extra-viscoso es reducir su viscosidad. En este caso, los posibles mejores métodos para reducir la viscosidad de este crudo son por calentamiento o por dilución. De estos dos, el método de calentamiento usando la tecnología de inyección de vapor sería el más conveniente desde el punto de vista económico. La inyección de vapor a presión sería realizada en zonas fracturadas de la formación Muerto Pananga o Amotape para evitar restricciones al flujo de inyección. La eficacia de la inyección sería medida mediante la relación Vapor-Petróleo (steam-oil ratio = SOR).



Figura 3: Core convencional del Paleozoico perforado por el pozo RC1-2XD

## PLANIFICACIÓN DE LA INYECCIÓN

### INYECCIÓN POR POZOS VERTICALES O DIRECCIONALES

Inicialmente, la inyección y producción podría realizarse a través de dos pozos, uno inyector y otro productor, y conforme se vayan perforando más pozos, la inyección de vapor podría realizarse por una línea de pozos inyectores, y la producción por otra línea paralela de pozos productores (Fig. 4),



esto ayudaría a tener una mejor área de contacto del vapor con el reservorio y por ende a un incremento del factor de recuperación (Dusseault, 2007)

### INYECCIÓN POR POZOS HORIZONTALES

Las líneas de de pozos de inyección y de producción planteadas en el párrafo anterior, podrían ser reemplazadas por un pozo horizontal de inyección y un pozo horizontal de producción (Fig. 5). Así se optimizaría el área de contacto del vapor con el reservorio (Dusseault, 2007)

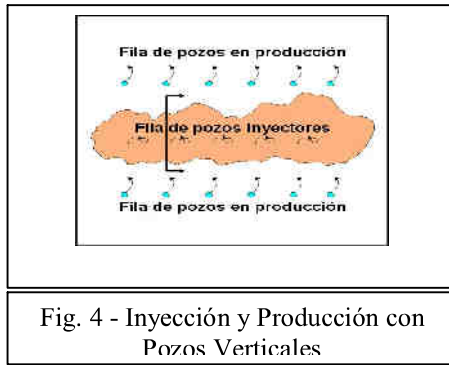


Fig. 4 - Inyección y Producción con Pozos Verticales

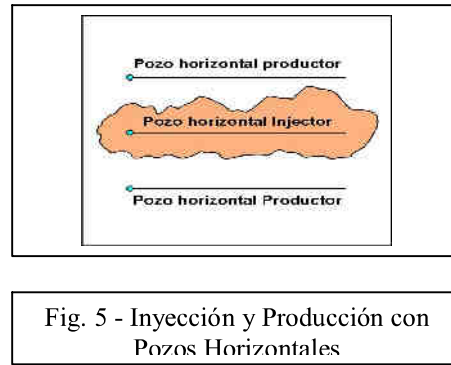


Fig. 5 - Inyección y Producción con Pozos Horizontales

### TRANSPORTE DE CRUDO

El crudo extraído podría ser transportado hacia su destino final por oleoductos o barcazas luego de ser mezclados en superficie con crudo liviano producido en la zona, o creando una emulsión de crudo pesado con agua.

### CONCLUSIONES

1. La exploración y explotación de crudo pesado y extra-pesado van a ser necesaria y requerida en la próxima década cuando las reservas de crudo liviano disminuyan.
2. Se deben ir evaluando estudios y alternativas de exploración y explotación para cuando llegado el momento se escoja la opción de mejor viabilidad económica.
3. La gradiente de presión determinada en el Amotape y Muerto-Pananga, indican que los reservorios tienen energía acumulada para poder fluir, si la viscosidad que es el principal componente de movilidad fuese mucho menor.

### BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute 2008. [www.api.org](http://www.api.org)
- Dusseault, M.B. Jul 2007. Hydrocarbons from Non-Conventional Sources, Chapter 2.1 Heavy and Extra Heavy Oil. University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada.
- González T. E. Jul 2005. Potencial Hidrocarburífero del Paleozoico, Lote Z2B. Reporte interno Petro-Tech. JPT Online September 2003. Forecasting Development of Heavy-Oil Reserves in Ultradeep Waters.
- Ochoa A. A. Agosto 1983. Evaluación Geológica del Paleozoico Noroeste. Tomo II, Geología del Petróleo; Reporte Interno Petróleos del Perú.
- PeruPetro Diciembre 2007. [www.perupetro.com.pe](http://www.perupetro.com.pe). Reservas de Petróleo.
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Revista "Desde Adentro. Numero 49 – Setiembre 2007. Artículo en Sección Panorama "El Petróleo y sus Distintas Formas" – "Clasificación o Tipos de Petróleo".